

УДК 622.276.6

Combined Well Treatment with Various Chemical Compositions and Thermal Methods

**Ivan V. Kuvshinov,
Liubov K. Altunina* and Vladimir A. Kuvshinov**
*Institute of Petroleum Chemistry SB RAS
4 Akademichesky, Tomsk, 634055, Russia*

Received 16.03.2019, received in revised form 21.08.2019, accepted 30.10.2019

This paper presents the field tests results of the combined application of chemical compositions with various functional purposes, gel-forming, intensifying and oil-displacing, in combination with thermal methods of oil recovery. A complex application, in combination with other technologies, of an acid oil-displacing and intensifying composition with prolonged action based on surfactants, inorganic acid adducts and polyatomic alcohol is considered. Field tests were carried out on the Permian-Carboniferous reservoir of the Usinsk high-viscosity oil field, Komi Republic, Russia. The results of two treatments are presented: a hot water injection horizontal well and a production cyclic steam stimulated (CSS) well. It is concluded that it is necessary to combine various methods of enhanced oil recovery to achieve higher efficiency.

Keywords: acid treatment, complex oil recovery methods, chemical technologies, Permian-Carboniferous deposit of high-viscosity oil, the Usinsk oilfield, cyclic steam stimulation, enhanced oil recovery.

Citation: Kuvshinov I.V., Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Combined well treatment with various chemical compositions and thermal methods, J. Sib. Fed. Univ. Chem., 2019, 12(4), 473-482. DOI: 10.17516/1998-2836-0143.

© Siberian Federal University. All rights reserved

* Corresponding author E-mail address: alk@ipc.tsc.ru

Комбинированная обработка скважин химическими композициями различного назначения в сочетании с термическим воздействием

И.В. Кувшинов, Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов

*Институт химии нефти СО РАН
Россия, 634055, Томск, пр. Академический, 4*

В данной работе представлены результаты промысловых испытаний комбинированного применения химических композиций различного функционального назначения, гелеобразующих, интенсифицирующих и нефтевытесняющих, в сочетании с термическими методами добычи. В сочетании с другими технологиями рассматривается комплексное применение кислотной нефтевытесняющей и интенсифицирующей композиции пролонгированного действия на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты и многоатомного спирта. Промысловые испытания проходили на пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения высоковязкой нефти, Республика Коми, Россия. Представлены результаты по двум обработкам: горячей нагнетательной горизонтальной скважины и добывающей пароциклической скважины. Сделан вывод о необходимости комбинирования различных методов увеличения нефтеотдачи для достижения более высокой эффективности.

Ключевые слова: кислотная обработка, комплексные методы, химические технологии, пермо-карбоновая залежь высоковязкой нефти Усинского месторождения, пароциклическая обработка, повышение нефтеотдачи.

Введение

В настоящее время существует множество методов увеличения нефтеотдачи, применяемых на всех стадиях разработки месторождений, от бурения до полной выработки. Хорошо известны такие технологии, как гидроразрыв пласта (ГРП) или термическое заводнение паром либо горячей водой на месторождениях высоковязкой нефти. Эти технологии можно назвать физическими, первая влияет на сам пласт, а вторая – на находящиеся в нем флюиды, изменяя их свойства за счет прикладываемого извне давления или энергии теплоносителя.

Также существуют химические технологии увеличения нефтеотдачи, связанные с закачкой в пласт реагентов или их растворов и композиций. Химические технологии можно условно разделить на три типа: потокоотклоняющие, или гель-технологии, нефтевытесняющие и интенсифицирующие. Как правило, эти технологии применяются при добыче методом заводнения. Гели предназначены для блокирования притока воды в добывающие скважины и увеличения охвата пласта заводнением от нагнетательных скважин. Нефтевытесняющие композиции, как правило, на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ) облегчают вытеснение нефти водой и также могут влиять на вязкость нефти. К интенсифицирующим технологиям можно

отнести различные кислотные обработки, которые влияют на призабойную зону пласта, как правило, с целью увеличения проницаемости.

Однако практически у всех перечисленных методов существуют свои побочные эффекты. Любое заводнение, будь то термическое или обычное, ведет к обводнению добываемой продукции. Интенсификация добычи может также привести к обвальному обводнению добываемой нефти, например, при быстром подтягивании к добывающей скважине конуса подошвенной воды. При ГРП трещина может вскрыть водонасыщенную зону или создать сверхпроницаемый канал между нагнетательной и добывающей скважинами. Различные технологии ограничения водопритока могут существенно снизить приток вообще, в том числе и по нефти, или для нагнетательных скважин существенно снизить их приемистость. В этом случае необходимо применение комплексных методов для достижения наибольшего эффекта. Также методы могут быть взаимодополняющими, как, например, использование энергии теплоносителя для сшивки термотропных гелей [1].

В данной статье рассматривается комплексное применение в сочетании с другими технологиями кислотной нефтевытесняющей и интенсифицирующей композиции пролонгированного действия на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты и многоатомного спирта. Композицию использовали в составе двух различных комбинированных обработок. Первая обработка – это закачка в нагнетательные горизонтальные скважины гелеобразующей термотропной композиции с последующим восстановлением приемистости с помощью рассматриваемой в статье кислотной композиции. Вторая обработка – это закачка кислотной композиции в добывающую скважину непосредственно перед циклом пароциклической обработки (ПЦО).

Описание объекта разработки

Рассматриваемые в статье работы проводили в 2017-2018 гг. на пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» совместно ИХН СО РАН, филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» и ООО ОСК.

Пермо-карбоновая залежь Усинского месторождения (рис. 1) находится в интервале глубин 1100 – 1500 м. При начальных условиях нефть пермо-карбоновой залежи характеризуется высокими значениями динамической вязкости, около 710 мПа·с, из-за большого содержания



Рис. 1. Усинское месторождение, Республика Коми, Россия

Fig. 1. Usinsk oilfield, Komi Republic, Russia

асфальто-смолистых компонентов. Пермо-карбоновые отложения имеют крайне неоднородное геологическое строение, пласты-коллекторы сложного типа: каверно-поровые, трещинно-поровые, трещинно-каверно-поровые. Текущее состояние разработки залежи характеризуется высокой степенью обводненности добываемой продукции при низкой освоенности геологических запасов нефти [2], что создает предпосылки для использования различных методов увеличения нефтеотдачи, в частности, для применения химических композиций. Поскольку средняя температура пласта составляет 23 °С и при данной температуре нефть очень вязкая, то на месторождении широко применяют термические методы добычи [3].

Химические технологии увеличения нефтеотдачи

В данном разделе приведено краткое описание рассматриваемых в статье химических композиций для увеличения нефтеотдачи, разработанных в ИХН СО РАН.

Неорганическая гелеобразующая композиция ГАЛКА

Технология направлена на повышение текущего и конечного значений коэффициента нефтеотдачи за счет увеличения охвата пласта при заводнении, паротепловом и пароциклическом воздействии, достигаемого закачкой через водонагнетательные, паронагнетательные или пароциклические скважины водных растворов химреагентов, способных образовывать гели непосредственно в пластовых условиях под действием тепловой энергии пласта или закачиваемого теплоносителя [4, 5]. Образующиеся в пласте гели сдерживают прорыв воды и пара из нагнетательных в добывающие скважины, перераспределяют фильтрационные потоки пластовых флюидов, что отражается на стабилизации либо снижении обводненности продукции окружающих добывающих или пароциклических скважин, увеличении добычи нефти.

Загущенная нефтewытесняющая композиция НИНКА-3

Загущенная композиция НИНКА-3 является одновременно потокоотклоняющей и нефтewытесняющей композицией, применяется для увеличения и коэффициента нефтewытеснения и коэффициента охвата залежей высоковязких нефтей, разрабатываемых паротепловым воздействием [6, 7]. В пласте при тепловом воздействии карбамид гидролизуеться, образуя CO_2 и NH_3 , который с солью аммония дает щелочную аммиачную буферную систему, оптимальную для целей нефтewытеснения. Повышение pH вызывает гидролиз соли алюминия с образованием золя гидроксида алюминия, при этом вязкость композиции увеличивается на 1-2 порядка, что приводит к увеличению охвата пласта тепловым воздействием, подключению низкопроницаемых пропластков. Также за счет выделения CO_2 и действия ПАВ и щелочной буферной системы происходит снижение вязкости нефти и ее доотмыв. В результате осуществляется увеличение коэффициента охвата пласта, прирост коэффициента извлечения нефти (КИН) и интенсификация добычи нефти.

Кислотная композиция пролонгированного действия ГБК

Для интенсификации добычи нефти за счет увеличения проницаемости пород коллектора и повышения продуктивности добывающих скважин в Институте химии нефти СО РАН разработана нефтewытесняющая кислотная композиция пролонгированного действия на основе

ПАВ, аддукта неорганической кислоты и многоатомного спирта [8, 9]. Композиция совместима с минерализованными пластовыми водами, имеет низкую температуру замерзания (минус 20 ÷ минус 60 °С), низкое межфазное натяжение на границе с нефтью. Композиция применима в широком интервале температур, от 10 до 130 °С, наиболее эффективна в карбонатных коллекторах, в частности пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения. Композиция обладает замедленной реакцией с карбонатными породами, предотвращает образование в пористой среде нерастворимых продуктов реакции кислоты, оказывает обезвоживающее действие, восстанавливает исходную проницаемость коллектора.

Комбинированная обработка горячих нагнетательных горизонтальных скважин

В 2017 г. на Юго-Восточном опытном участке пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» совместно ИХН СО РАН, филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» и ООО «ОСК» была проведена закачка гелеобразующей и нефтewытесняющей композиций с последующим восстановлением приемистости по жидкости и увеличению нефтеотдачи с применением кислотной композиции на основе ПАВ, координирующих растворителей и комплексных соединений: обработка горизонтальных горячих водонагнетательных скважин № 10 ГС и № 11 ГС композициями ГАЛКА и НИНКА-3 в июне-сентябре 2017 г. с последующей обработкой скважины 10 ГС кислотной композицией ГБК на основе ПАВ.

Скважины № 10 ГС и № 11 ГС расположены на Юго-восточном опытном участке (рис. 2), осуществляют закачку горячей воды в нижний объект разработки. Юго-Восточный участок (куст скважины 7 ОЦ) входит в состав южного актуального участка. До 2012 г. участок раз-

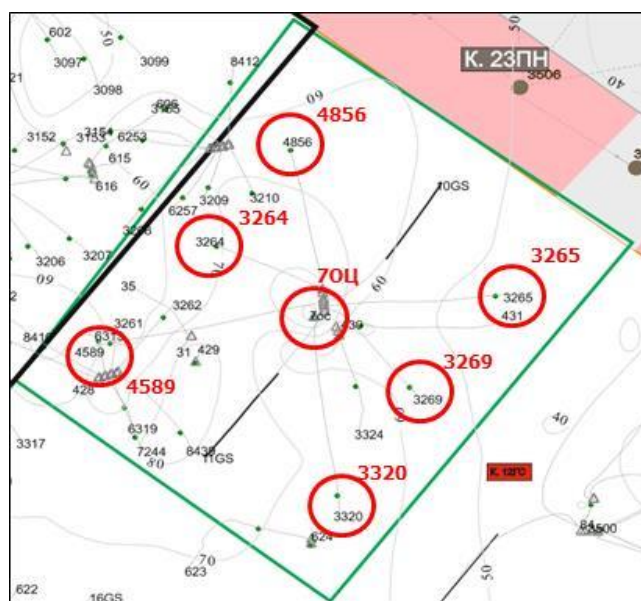


Рис. 2. Участок опытно-промышленных работ, скважины № 10 ГС и № 11 ГС

Fig. 2. Pilot site map, well № 10 GS and № 11 GS

работывался на естественном режиме, на момент внедрения системы поддержания пластового давления (ППД) средневзвешенное пластовое давление составляло 8,58 МПа, среднесуточный дебит жидкости – 22 т/сут, среднесуточный дебит нефти – 10,4 т/сут, обводненность – 52 %. С организацией одновременной закачки горячей воды в скважины № 10 ГС и № 11 ГС в декабре 2012 г. с приемистостью по 400 т/сут (общая суточная закачка 800 т/сут) пластовое давление стабилизировалось и на момент анализа составляло 9,2 МПа, но в результате прорыва воды резко выросла обводненность окружающих скважин в феврале 2013 г. – с 57 до 65 %, после этого объемы закачки были скорректированы. С июня 2013 г. скважины № 10 ГС и № 11 ГС эксплуатируются циклически по 30 дней, суточная приемистость одной скважины около 400 м³/сут. После перехода на циклический режим закачки средний дебит жидкости окружающих скважин составил 30 т/сут, средний дебит нефти установился на уровне 9 т/сут.

На нагнетательной скважине № 10 ГС 30-31.07.2017 проведены мероприятия по закачке композиции ГАЛКА, закачано 100 м³. Приемистость до обработки составляла 720 м³/сут, после – 640 м³/сут. Мероприятия по закачке композиции НИНКА-3 выполнены 09-11.08.2017, закачано 200 м³. Приемистость до обработки составляла 640 м³/сут, после – 640 м³/сут. В целом, по результатам проведения работ отмечается снижение приемистости скважины на 80 м³.

На нагнетательной скважине № 11 ГС 27-28.08.2017 проведены мероприятия по закачке композиции ГАЛКА, закачано 80 м³. Приемистость до обработки составляла 720 м³/сут, после – 520 м³/сут. Мероприятия по закачке композиции НИНКА-3 выполнены 14-15.09.2017, закачано 160 м³. Приемистость до обработки составляла 510 м³/сут, после – 520 м³/сут. В целом, по результатам проведения работ отмечается снижение приемистости скважины на 200 м³.

Ввиду того, что скважины расположены на одном участке залежи и закачка химических композиций выполнена в приблизительно один период, далее их влияние на добывающие скважины рассматривается совместно.

В декабре 2017 г. при работе скважины № 10 ГС наблюдался рост давления на печи 7 ОЦ, после этого печь переведена на штуцер 2 мм, но это не привело к снижению давления. Для снижения давления на печи увеличили штуцер на скважине № 11 ГС. Косвенно это свидетельствует о снижении приемистости в скважине № 10 ГС. Для интенсификации приемистости было принято решение в скважине № 10 ГС выполнить обработку призабойной зоны (ОПЗ) с применением кислотной композиции ГБК на основе борной кислоты. В январе 2018 г. была выполнена закачка в скважину № 10 ГС 50 м³ композиции ГБК, оторочками по 5 м³ с чередующимся изменением концентрации 1:1 и 1:9, согласно разработанному техническому плану и инструкции по применению композиции.

На рис. 3 изображен график работы по 20 добывающим скважинам участка, окружающим скважины № 10 ГС и № 11 ГС. Данные по работе скважин предоставлены добывающей компанией, скважины участка работали в штатном режиме, без форсированного отбора или прочих мероприятий, которые могли бы исказить наблюдения эффекта. На рис. 3 отмечены моменты обработки композициями. Видно, что в первые месяцы эффект был не слишком заметен, что можно объяснить обычной для обработок добывающих скважин задержкой эффекта в 2-4 месяца, обусловленной временем перераспределения потоков и прохождения фронта жидкости между нагнетательной и добывающими скважинами, а также снижением приемистости в скважине № 10 ГС. После проведения мероприятий по увеличению приемистости на сква-

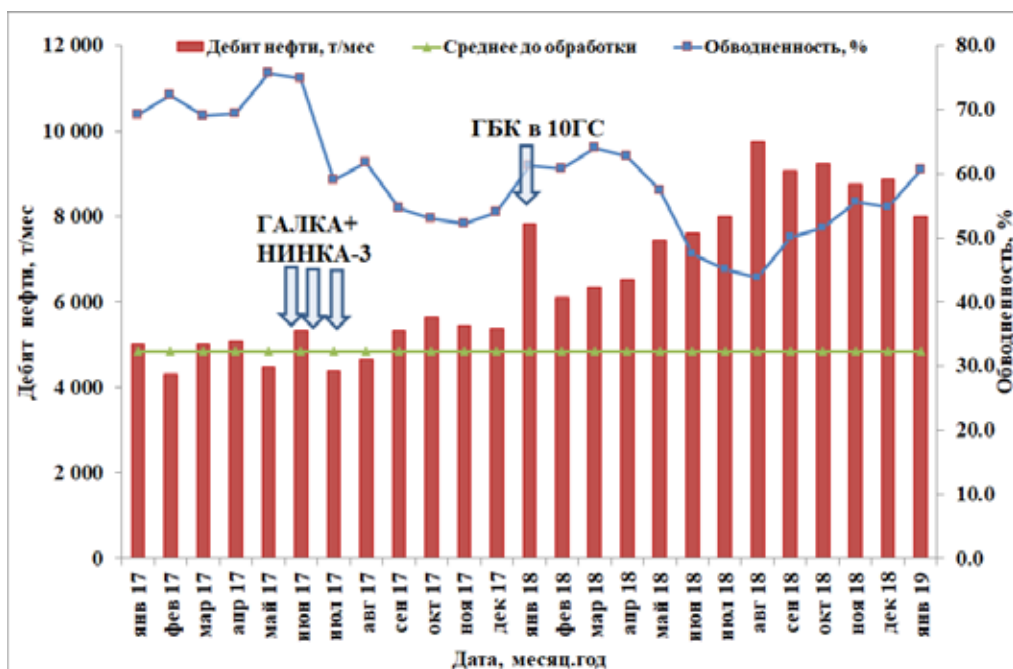


Рис. 3. Результаты комбинированной обработки композициями ГАЛКА+НИНКА-3 с дополнительной обработкой композицией ГБК на нагнетательных скважинах № 10 ГС и № 11 ГС в 2017 г.

Fig. 3. Results of the combined GALKA + NINKA-Z treatment, with an additional GBK composition, at the injection wells № 10 GS and № 11 GS in 2017

жине № 10 ГС с композицией ГБК на графике виден стабильный прирост дебита нефти. Снижение обводненности зафиксировано практически сразу же после обработки и сохраняется все время наблюдения эффекта. На текущий момент зафиксирована продолжительность эффекта 18 месяцев, дополнительная добыча нефти по участку составляет по предварительным оценкам более 40 000 т, или ~ 3.75 т/сут на каждую добывающую скважину. Тенденция последних 3-4 месяцев говорит о близком завершении эффекта.

Применение кислотной композиции ГБК совместно с пароциклической обработкой

Наиболее массовым видом геолого-технологических мероприятий, проводимым на пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения, являются пароциклические обработки добывающих скважин. В последние годы при ПЦО применяются физико-химические методы увеличения нефтеотдачи, производится закачка химических композиций на разных стадиях цикла ПЦО.

В июле 2017 г. проведена комбинированная обработка скважины № 3418 с закачкой кислотной композиции ГБК непосредственно перед циклом закачки пара. Скважина № 3418 подвергалась комбинированной обработке – ПЦО с химическими реагентами – 3 раза, в 2016, 2017 и 2018 гг., два раза с применением нефтевытесняющей щелочной композиции НИНКА и один раз с применением кислотной композиции ГБК. В табл. 1 представлены данные по общему эффекту рассматриваемых обработок со среднесуточным дебитом и общей добычей нефти по

Таблица 1. Эффект обработок скважины № 3418 ПЦО+реагенты

Table 1. Effect of well treatments № 3418 CSS + chemicals

Дата ввода в добычу из ПЦО	Вид обработки	Добыто нефти, т	Время отработки эффекта, сут	Средний дебит нефти, т/сут
30.09.2016	НИНКА + ПЦО	1503	282	5.3
24.10.2017	НИНКА + ПЦО	1723	161	10.7
24.07.2018	ГБК + ПЦО	1588	182	8.7
По обработке 2018 г. эффект продолжается				

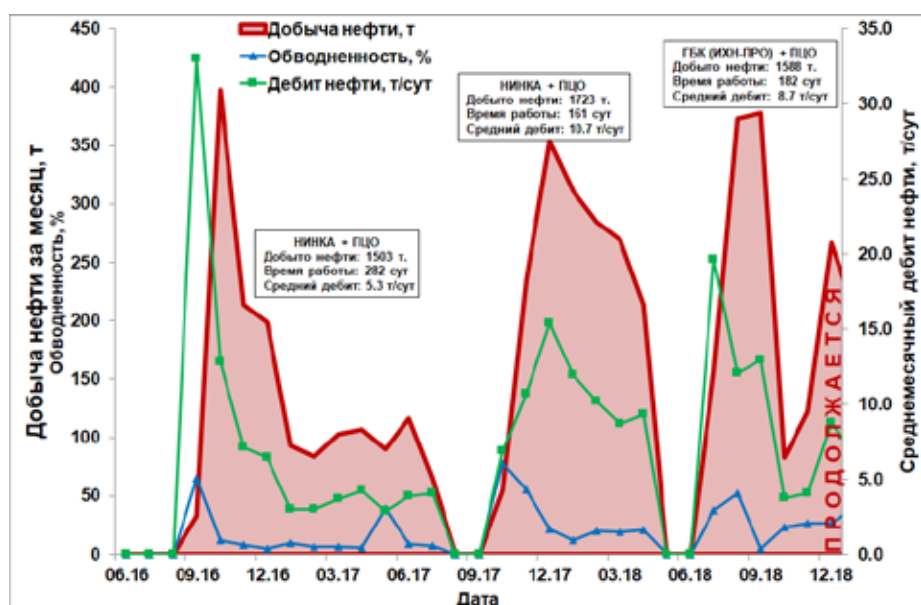


Рис. 4. Динамика работы скважины № 3418 Усинского месторождения при комбинированных ПЦО с реагентами в 2016-2018 гг.

Fig. 4. Operation dynamics of well № 3418 at the Usinsk oilfield with combined CSS with chemicals in 2016-2018

всей продолжительности эффекта. По обработке 2018 г. эффект продолжается, данные предварительные. В графическом виде анализ обработок изображен на рис. 4.

По результатам, представленным в табл. 1 и на рис. 4, видно, что применение композиции ГБК перед ПЦО дает хорошие результаты и позволяет поддерживать стабильный уровень добычи, который неизбежно снижается при многократных циклах ПЦО [10]. Эффект последней обработки 2018 г. еще продолжается, и рано делать окончательные выводы о конечной эффективности, однако уже сейчас видно отличие поведения скважины при применении новой композиции (двойной пик по добыче), и для объяснения этих отличий требуется более широкая статистика по таким обработкам, которые запланированы на следующие годы.

Выводы

Наличие широкого спектра методов увеличения нефтеотдачи дает большие возможности для комбинирования методов с целью сгладить нежелательные побочные эффекты отдельных методов и добиться синергетического эффекта от сочетания различных технологий. В данной статье рассмотрены два случая комбинирования методов повышения нефтеотдачи. Первый – это последовательное воздействие химическими композициями, по порядку: гелеобразующая, нефтewытесняющая, интенсифицирующая. Второй – это сочетание интенсифицирующей и нефтеотмывающей композиций с пароциклической обработкой добывающих скважин. В обоих случаях получены хорошие результаты промысловых испытаний, что подтверждает работоспособность идеи комбинированного, комплексного воздействия.

Комбинированная обработка горизонтальных горячих водонагнетательных скважин последовательно гелеобразующей и нефтewытесняющей композициями показала высокую эффективность. Также в рамках этой обработки видна возможность применения совместно с данной технологией кислотной композиции в случае необходимости восстановить или увеличить приемистость нагнетательной скважины после обработок гелеобразующими и/или высоковязкими составами.

Первый опыт применения кислотной композиции пролонгированного действия перед ПЦО дал положительный результат. Чередование различных композиций при многократных циклах ПЦО позволяет поддержать стабильную эффективность таких обработок.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации в рамках ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014-2020 годы» по приоритетному направлению «Рациональное природопользование», Соглашение о предоставлении субсидии №14.604.21.0176 от 26.09.2017, уникальный идентификатор – RFMEFI60417X0176.

Список литературы

1. Altunina L., Kuvshinov V., Kuvshinov I. Promising physical-chemical IOR technologies for Arctic oilfields. *Society of Petroleum Engineers – SPE Arctic and Extreme Environments Conference and Exhibition. AEE 2013*. Vol. 2, P. 1057-1082.
2. Урсегов С.О. Опыт секторного термодинамического моделирования пермско-карбоновой залежи Усинского месторождения на основе реализации комплексного подхода. *Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов*. III Международный научный симпозиум. Москва, ОАО «ВНИИнефть», 20-21 сентября 2011. [Ursegov S.O. Experience of sector thermohydrodynamic modeling of Permian-Carboniferous deposit of Usinskoye oilfield on the basis of complex approach realization. *Theory and Practice of Application of Enhanced Oil Recovery Techniques*. III International Scientific Symposium. Moscow, ОАО VNIIneft, September 20-21, 2011.]
3. Рузин Л.М., Чупров И.Ф. Технологические принципы разработки залежей аномальновязких нефтей и битумов. Ухта: УГТУ, 2007. 244 с. [Ruzin L.M., Chuprov I.F. Technological

principles for the development of deposits of anomalously viscous oils and bitumens. Ukhta, USTU, 2007, 244 p.]

4. Altunina L.K., Kuvshinov V.A. Physicochemical methods for enhanced oil recovery in oilfields (review). *Russian Chemical Reviews* 2007. Vol. 76 (10), P. 971-987.

5. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А., Кувшинов И.В. Тенденции и перспективы развития физико-химических методов увеличения нефтеотдачи месторождений тяжелой нефти. *Химия в интересах устойчивого развития* 2018. Т. 26(3), С. 261-277. [Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stasyeva L.A., Kuvshinov I.V. Trends and Perspectives of Development of Physical-Chemical Methods Enhanced Oil Recovery of Heavy Oil Fields. *Chemistry for Sustainable Development* 2018. Vol. 26(3), P.261-277. (In Russ.)]

6. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А., Кувшинов И.В., Козлов В.В. Нефтевытесняющая композиция ПАВ с регулируемой вязкостью для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей. *Георесурсы* 2016. Т. 18(4). Ч. 1, С. 281-288. [Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stasyeva L.A., Kuvshinov I.V., Kozlov V.V. Oil-displacing driving surfactant composition with controlled viscosity to enhance oil recovery from high-viscosity oil deposits. *Georesources* 2016. Vol. 18 (4). Part 1, P. 281-288. (In Russ.)]

7. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Кувшинов И.В., Стасьева Л.А., Чертенков М.В., Шкрабюк Л.С., Андреев Д.В. Физико-химические и комплексные технологии увеличения нефтеотдачи пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения. *Нефтяное хозяйство* 2017. № 7, С. 2629. [Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V., Stasyeva L.A., Chertentkov M.V., Shkrabyuk L.S. Andreev D.V. Physical-chemical and complex EOR/IOR technologies for the Permian-Carboniferous deposit of heavy oil of the Usinskoye oil field. *Oil Industry* 2017. Vol. 7, P. 2629. (In Russ.)]

8. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Кувшинов И.В., Чертенков М.В. «Холодные» технологии повышения нефтеотдачи. *Oil & Gas Journal* 2016. № 1-2, С. 80-84. [Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V., Chertentkov M.V. «Cold» technologies for enhanced oil recovery. *Oil & Gas Journal* 2016. Is. 1-2, P. 80-84. (In Russ.)]

9. Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Kuvshinov I.V., Stasyeva L.A., Chertentkov M.V., Andreev D.V., Karmanov A.Yu. Enhanced Oil Recovery from Permian-Carboniferous Deposit of High-Viscosity Oil in the Usinsk Oilfield with Physicochemical and Complex Technologies *Journal of Siberian Federal University. Chemistry* 2018. Vol. 11(4), P. 462-476. (Review).

10. Kuvshinov I.V., Kuvshinov V.A., Altunina L.K., Chertentkov M.V., Karmanov A.Yu., Andreev D.V. and Pismennikov D.N. Application of thermotropic compositions for EOR with cyclic-steam stimulation at Permian-Carboniferous deposit of Usinskoye oilfield AIP *Proceedings of the International Conference on the Advanced Materials with Hierarchical Structure for New Technologies and Reliable Structures*, Tomsk, October 1-5, 2018. AIP Conference Proceeding. V. 2051. P. 020163.